

К О Н Ц Е П Ц И Я

за развитие на транзитните газови мощности на територията на България за транспортиране на руски природен газ в Турция, Гърция, Македония и Сърбия¹

Иван Пейчев*

Концепцията е разработена на база няколко основни документа:

- **Съглашение** от 23 юли 1986 г. между Правителството на Р България и Правителството на СССР за транзит през територията на България на руски природен газ в Турция и Гърция;
- **Съглашение** от август 1989 г. между Правителството на Р България и Правителството на СССР за сътрудничество в строителството на територията на България на транзитния газопровод за подаване на природен газ от СССР в Република Гърция и СФРЮ;
- **Съглашение** между Правителството на Р България и Руската Федерация от 16 октомври 1994 г., на база на протоколите от съвещанията на специалистите от „Булгаргаз“ ЕАД и РАО „Газпром“ от 1-6 ноември 1993 г. и 26-30 април 1994 г., гр. София и на протокола от съвещанието на представителите на „Булгаргаз“ ЕАД, РАО „Газпром“ и АО „Топенерджи“ от 5-10 февруари 1996 г., гр. София.

В съответствие с посочените основни документи са определени най-важните показатели на транзитната газопроводна система:

¹ Интересът към този научно-приложен продукт е предизвикан от факта, че свързва една от най-актуалните теми на индустриалната социология и по-специално на един нейните клонове - социология на енергетиката със съвременните геополитически процеси. Газовата индустрия има на този етап едни от най-значимите положителни екологични последици за човечеството – за въздуха, за отоплението, за растенията, за икономиката.

- Генералната схема на транзитната газопроводна система за експорт на съветски природен газ в Турция, Гърция и СФРЮ;
- Пунктовете за предаване и приемане на количествата и качествата на природния газ;
- Транзитната такса;
- Количествата на природния газ по години;
- Цената на газа;
- Увеличаването на обема на транзитирания газ;
- Поетапното разширение на транзитната газопроводна система:
 - а/ обема на работите
 - б/ матрицата на вариантите
- Работното налягане на газа в транзитната система на територията на България;
- Изходните данни за технико-икономическия разчет;
- Определянето на работен вариант;

В съответствие с глава 1 на протокола към Междуправителственото Съглашение от 23 юли 1986 г. :

„Българската Страна обезпечава изграждане и въвеждане в експлоатация с български организации на транзитния газопровод за транспортиране на руски природен газ по територията на България в Турция, Гърция, Македония и Сърбия в съответствие с приложената Генерална схема за да се обезпечат доставките на газ в посочените страни в обеми и срокове, посочени в глава 2 на „Протокола“ / виж табл. № 1/.

В съответствие със Съглашението, измерването на количеството и качеството на транспортирания газ трябва да се осъществява на пунктовете за предаване-приемане:

- На границата на Р България/Р Румъния от представителите на българските, руските и румънските организации;
- На границата на Р България/Турция от представителите на българските, руските и турските организации;
- На границата на Р България/Гърция от представителите на българските, руските и гръцките организации;

- На границата на Р България/Македония от представителите на българските, руските и македонските организации;
- На границата на Р България/Сърбия от представителите на българските, руските и сръбските организации.

Природният газ от Русия, доставен съгласно Протокола, трябва да съответства на всички количествени и качествени показатели, обезпечени от руските организации в пункта за предаване/приемане на границата на България/Румъния, както и на пунктовете за предаване-приемане на границата на България/Турция, границата на България/Гърция и на границата на България/Сърбия.

До завършване строителството на четвърти етап на газопровода, предложено от първоначалните три строителни етапа, природният газ от Русия следва да се подава в Гърция, Македония и Сърбия по съществуващия български газопровод на участъка от гр. Лозенец до гр. Ихтиман.

Стойността на транспорта на природния газ от Русия по територията на България бе определена в абсолютна годишна сума в преводни рубли. Тази сума е предвидено да се изчислява по пътя на умножаване на транзитната такса за транспортиране на газ през територията на България в размер на 9, 317 рубли за 1 000 н куб.м до съответните пунктове за предаване/ приемане на границата на България/Турция, границата на България/Гърция и на границата на България/Сърбия на обемите на газа, посочен в таблица № 1.

Изхождайки от световната практика за транзит на природен газ бе прието определянето на транзитната такса трябва да се прави в американски долари за 1 000 н куб.м на километър. Бе договорено газът за компресорните станции се доставя от страна на Русия безвъзмездно.

За заплащане на стойността на транспортиране на природен газ в България/ транзитна такса/ е предвидено да се доставят допълнителни количества газ над количествата, предвидени за доставка на газ от Русия в България по действащите Съглашения, по цена на природния газ, доставен през съответната година.

За заплащане на транспорта на обемите газ, предвидени в Таблица № 1, а така и обемите, които превишават количества, посочени в Таблицата по резултатите на дадената година, доставките от Русия в България съставляват 80 н куб.м за транспорт на 1 000 н куб.м до съответните пунктове за предаване/приемане на границата на България/ Турция, България/Гърция и България/Югославия.

Отчитайки големия обем на капиталните вложения в първите години на строителството на транзитния газопровод на българска територия, към гореспомената такса за периода 1987 – 1996 г. е установена временна надбавка в размер на 10 %.

Предвижда се количествата газ, посочени в Таблица № 1 да могат да бъдат преразгледани в посока увеличение, съгласувано между Страните в рамките на Генералната схема.

* * *

В периода 1 – 6 ноември 1993 г. по предложение на РАО „ГАЗПРОМ“ бе проведено техническо съвещание на групите специалисти на „БУЛГАРГАЗ“ ЕАД и РАО „ГАЗПРОМ“ по въпросите на импорт и транзит на природен газ от Русия през 1994 – 2010 г.

Потребностите на България от газ по оценка на „БУЛГАРГАЗ“ ЕАД са приведени в Протокола от 1- 6 ноември 1993 г., в гр. София. /виж Приложение/.

Увеличението на газа за периода до 2010 г. се очаква основно за сметка на ръста на ползване в енергетиката и комунално-битовия сектор.

Системата на газопроводи на България е в състояние да приеме посочените обеми газ.

Обемите на транзит през територията на България с отчитане на задълженията на Руската страна по действащите контракти и предварителната оценка на заявките на страните импортъори са представени в Протокола. Нов момент в него се явява това, че от руска страна се предлага да се увеличи двукратно количеството транзитен газ за периода 1994- 2010 г.

За обезпечаване транзита на допълнителните количества газ свръх предвидените обеми от Междуправителственото Съглашение се налага разширяване на действащата транзитна система, а решаването на въпросите за увеличаване на транзита на газа и на системата, по мнение на двете страни, да се решават на междуправителствено ниво на договорна основа.

РАО“Газпром“ предаде на “Булгаргаз“ ЕАД предварителни съображения по разширяване на транзитната система, които да бъдат разработени от “Булгаргаз“ЕАД.

* * *

В периода 26-30 април 1994 г. се проведе втората среща на делегации на РАО“ Газпром и „Булгаргаз“ ЕАД по разработване на перспективата за развитие на транзитните

мощности на територията на България /виж Протокол от 26-30 април 1994 г., гр. София/.

За провеждане на хидравличните и икономическите разчети по транзитните мощности на територията на България с цел увеличаване експорта на природен газ от Русия, страните се договориха за следното:

- Обем на работите /Приложение № 1/;
- Матрица на вариантите за разчетите на обемите за доставка на руски природен газ в България и на състоянието в другите страни.

Съвместно съгласуван вариант на обемите за доставка на руски природен газ в България бе вариант А като технически най-обоснован и икономически най-изгоден. /приложение № 2/.

- Параметри на транзитния газопровод и компресорни станции;
- Прието работно налягане в транзитната система на територията на България – 5,4 МПа /Приложение № 3/.
- Състав на изходните данни за технико-икономическите разчети /приложение № 4/.

Вземайки предвид големия ръст на инфлацията както в Русия, така и в България, всички технико-икономически разчети се водят в американски долари.

В периода 5 -10 февруари 1996 г. се проведе третата среща на представителите на РАО“Газпром“, „Булгаргаз“ ЕАД и АО „Топенерджи“. Приет е основният вариант на Концепцията – 29,1 / 5,4 – 1.

ЦЕЛ НА КОНЦЕПЦИЯТА

Цел на настоящата концепция е разработване на механизми за развитие и реконструкция на транзитните мощности на територията на България за увеличаване транзита на природен газ от Русия в Турция, Гърция, Македония, Сърбия и Албания, изхождайки от състоянието и перспективата за развитие на транзитната газопреносна система.

ЗАДАЧИ НА КОНЦЕПЦИЯТА

За постигане на целите на концепцията е необходимо решение на определени задачи на конкретни обекти на транзитната газопреносна система, които в най-общ план се свеждат до следните:

1. Компресорна станция „Кардам“

КС „Кардам“ е въведена в експлоатация през 1988 г., оборудвана с газотурбинни агрегати ГПА-Ц-6,3/56-1,45 - 5 бр. с обща мощност 31,5 МВт.

На база състоянието и във връзка с перспективата за увеличение на транзита на природен газ от Русия е необходимо развитие на компресорната станция по години в следните направления:

- 1.1 Разширение на КС с два компресорни агрегата тип ГПА Ц 6,3 към началото на 1998 г.
- 1.2 Разширение на КС с още два агрегата тип 12А Урал към началото на 2002 г.
- 1.3 Разширение на КС с още един агрегат тип 12А Урал – 2006 г.

2. Участък на магистралния газопровод Кардам – Провадия

Участъкът се състои от една нитка с диаметър 1200 мм и примерна дължина – 100 км.

За осъществяване на увеличаване на транзита на газ по години е необходимо:

- 2.1 Към началото на 2001 г. да се построи лупинг с диаметър 1200 мм и дължина 46 км.
- 2.2 Да се продължи лупинга с 47 км, като се обезпечи неговата обща дължина от 93 км – 2002 г.

3. Компресорна станция „Провадия“

На дадения етап КС „Провадия“ отсъства.

Задачите по години се свеждат до следните:

- 3.1 Към началото на 1998 г. компресорната станция трябва да бъде готова за работа с 3 бр. компресорни агрегати с обща инсталирана мощност 36 МВт тип ГПА 12А Урал.
- 3.2 Разширение на КС с един компресор към 01.01.2001 г.
- 3.3 Ново разширение на КС с още един компресор – 2003 г.

4. Участък на газопровода Провадия – Лозенец

Участъкът на магистралния газопровод е еднонитъчен с диаметър 1200 мм и с дължина 93 км.

Задачата по увеличаване на транзита на конкретния участък е свързана с въвеждане на лупинг с диаметър 1200 мм и дължина 46 км – 2000 г. и 47 км – 2002 г.

5. Компресорна станция Лозенец

КС „Лозенец“ е въведена в експлоатация в 1987 г. Броят на монтираните агрегати е 3, тип ГПА-Ц - 6,3/ 56 – 1,45. Първоначалната инсталирана мощност е 18,9 МВт.

През 1993 – 94 г. е извършено разширение на компресорната станция с още 4 аналогични компресорни агрегата. Предстои въвеждане на нови агрегати, при което монтираната мощност на станцията ще нарасне на 44,1 МВт.

Във връзка с увеличаване на транзита на природен газ от Русия и перспективата за развитие, през 2003 г. е необходимо да се въведат още 2 нови компресорни агрегата тип Урал, а в 2009 г. още 1 компресорен агрегат. Общият брой на монтираните компресорни агрегати ще бъде 10, а монтираната мощност ще нарасне до 93 МВт.

6. Участък на газопровода Лозенец – Странджа

Газопроводът е еднонитъчен с диаметър 1020 мм и дължина 74 км.

Задачи по години:

6.1. Въвеждане на лупинг с диаметър 1020 мм и дължина 44 км в 2000 г.

6.2. Продължаване на лупинга с диаметър 1020 мм и дължина 30 км – 2004 г.

7. Компресорна станция Странджа

КС „Странджа“ е въведена в експлоатация в 1987 г. Броят на агрегатите е 3, тип ГПА Ц-6,3 / 56 – 1,45.

Задачите се свеждат до следните мероприятия:

7.1. Към началото на 1997 г. компресорната станция трябва да бъде разширена с един компресор с мощност 6,3 МВт.

7.2. Въвеждане в работа на още два компресора – 2001 г.

8. Участък на магистралния газопровод Лозенец – Чирпан

Участъкът на газопровода с диаметър 1000 мм и дължина 100 км. е построен. В 1996 г. е необходимо да се построят още 40 км.

9. Компресорна станция Чирпан

На дадения етап КС “Чирпан“ отсъства.

Във връзка с увеличение на транзита на природен газ е необходимо в 2006 г. да се въведат на компресорната станция три компресорни агрегата, тип ГПА Ц 6,3, с обща монтирана мощности 19 МВт.

10. Участък на газопровода Чирпан – Ихтиман

Диаметърът на газопровода е 1020 мм, дължината – 130 км.

Перспективното развитие на участъка се свежда до строителство на лупинг с дължина 110 км., започвайки 1997 г. и завършвайки през 1999 г.

11. Компресорна станция „ Ихтиман“

КС „Ихтиман“ е построена и въведена в експлоатация. Станцията е оборудвана с 3 броя компресорни агрегати тип ГПА Ц 6,3 / 56 – 1,7.

Задачата за перспективно развитие се състои в нейната пълноценна експлоатация, без разширение в разглеждания период.

12. Участък на газопровода Ихтиман – Дупница

Газопроводът е построен с диаметър 1020 мм и дължина 74 км.

Задачата на перспективното му развитие също е свързана с неговата ефективна експлоатация, без да е необходимо дублиране на участъка на газопровода.

13. Участък на газопровода Дупница – Петрич

Участъкът води своето начало от разклонението за Гърция, Македония и Сърбия.

От разклонението в района на Дупница до КС“Петрич“ участъкът на газопровода е построен, въведен в експлоатация и е с диаметър 720 мм и с дължина 120 км. При готовност от гръцка страна да приема газ е възможен първи пуск.

Във връзка с увеличаване на транзита на руски природен газ към 2003 г. е необходимо да се извърши полагането на лупинг с диаметър 720 мм и дължина 60 км., а пълно дублиране на участъка на газопровода в направление Гърция да се извърши към 2005 г.

14. Компресорна станция „Петрич“

КС „Петрич“ е построена и оборудвана с два компресорни агрегата тип ГПА Ц -6,3/ 56- 1,7.

Основна задача на КС „Петрич“ е пускане в работа на още една компресорна група в 2005 г.

15. Участък на газопровода Дупница – Македония

Газопроводът с диаметър 500 мм и дължина 65 км. е построен и въведен в експлоатация.

16. Участък на газопровода Дупница – Сърбия

Газопроводът с диаметър 700 мм и дължина 95 км. може да бъде построен към началото на 2001 г.

СЪЩНОСТ НА КОНЦЕПЦИЯТА

Основни раздели

I. Формиране на вариантите на разширяване и реконструкция на транзитните мощности на уровень на развитие 2010 г.

Формирането на вариантите на разширяване на транзитните мощности или така наречения „стационарен модел“ се базира на следните основни моменти:

1. Матрица на вариантите

В матрицата на вариантите се предвижда обема на транзит на газ по години - от 6,61 млрд. куб. м в 1996 г. до 29,1 млрд. куб. м в 2010 г. Следва да се отбележи и подчертае, че в сравнение със Съглашенията, подписани до настоящия момент, се предлага чувствително увеличение на транзита на газа /примерно три пъти/.

2. Тип на транзитните газопроводи

Предвижда се, че транзитната система ще работи съвместно с импортната.

3. Направление на доставките на газ

Природният газ от Русия, който се транспортира през България се подава в:

-Турция

-Гърция

-Македония

-Сърбия

-Албания

4. Обем на доставка на руски газ

Обемите на доставка на руски газ в България е предвидено да се менят от 6 млрд. куб. м в 1996 г. до 8 млрд. куб. м в 2010 г.

Общите обеми на доставките на руски природен газ в България и другите балкански страни ще нараснат т 12,61 млрд. куб. м в 1996 г. до 28,1 млрд. куб. м в 2010 г.

II. Основни варианти на параметрите на транзитния газопровод

1. Начало на транзитната система

За начало на транзитната система се приема румъно – българската граница в района на с. Кардам.

2. Начално измерване на транспортирания газ

Началният измервателен приемо – предавателен пункт ГИС „Негру водъ“ е на територията на Румъния.

Крайните приемо – предавателни пунктове са:

Турция - в района на КС „Странджа“;

Гърция - в района на КС „Петрич“;

Македония и Албания – в района на с. Гюешево;

Сърбия - в района на с. Калотино

Измервателните пунктове за предаване/приемане на природния газ са съответно на територията на приемащата страна.

На всички ГИС – ове постоянно присъстват упълномощени представители на заинтересованите страни.

3. Работно налягане на газа в транзитната система

При проектиране на транзитната система се приема работно налягане, както следва:

- На територията на България 5,4 МПа;
- На румъно – българската граница/на вход на агрегатите на КС „Кардам“ 3,82 МПа;
- На изхода на агрегатите на КС „Кардам“ 5,39 МПа;
- На българо – турската граница / КС „Странджа“/ 5,39 МПа;
- На българо – гръцката граница / КС „Петрич“/ 5,0 МПа;
- На българо – македонската граница / Гюешево/ 4,19 МПа

4. Производителност на газопреносната система за транзит на руски природен газ по територията на България в млрд. куб.м

1996 г. – 6,61 + 0,2 2001 г. – 16,8 + 0,3 2006 г. – 23,8 + 0,9

1997 г. – 9,2 + 0,2 2002 г. – 18,4 + 0,4 2007 г. - 24,6 + 0,9

1998 г. – 12,4 + 0,3 2003 г. - 19,9 + 0,5 2008 г. - 25,3 + 0,9

1999 г. - 12,7 + 0,3 2004 г. - 21,3 + 0,6 2009 г. - 26,9 + 0,9

2000 г. - 13,6 + 0,3 2005 г. - 23,1 + 0,8 2010 г. - 28,1 + 1

Допълнителните количества природен газ са предназначени за България и собствени нужди на компресорните станции.

5. Кофициент на неравномерност на транспорта на газ

Приема се коефициент на неравномерност на транзита на газ - 0,9.

6. Физико – химичен състав на транспортирания газ

Съставът на транспортирания газ се приема съгласно сертификата на международната химическа лаборатория на ГИС – Негру Водъ.

III. Изходни данни за технико-икономически разчети

За провеждане на технико – икономическите разчети за ефективност на транзитните газопроводи през територията на България се приемат следните изходни показатели:

1. Относителни капитални вложения

1.1. Линейна част на газопровода

φ 530 мм / 20^{cc} / - 203 680 ам. дол. / км

φ 720 мм / 28^{cc} / - 335 250 ам. дол. / км

φ 1020 мм / 40^{cc} / - 546 750 ам. дол. / км

φ 1220 мм / 48^{cc} / - 669 710 ам. дол. / км

1.2. Компресорни станции

1200 ам. дол. / кВт

2. Структура на експлоатационните разходи в %

Разработените варианти на база българския опит показват, че експлоатационните разходи като цяло и в частност по транзитния газопровод са съпоставими.

Експлоатационните разходи в 1995 г. на транзитния газопровод се очакват да бъдат, както следва / в % /:

- Технологични нужди 7
- Ел. енергия 5
- Амортизация 65
- Заплащане на труд + соц. застраховане 14
- Маркетинг 1
- Разходи по купко продажба 1
- Други разходи 7

Основен показател на експлоатационните разходи се явява амортизацията.

3. Относителни експлоатационни разходи / в %/

3.1. В линейната част - 60

3.2. В компресорните станции - 40

4. Стойност на 1 тон метал за тръби на работно налягане 5,4 МПа

В случая е приета тръба „Манисман „ – Германия.

φ 530 мм - 980 ам. дол. / т. φ 1020 – 1150 ам. дол./т

φ 720 – 1150 ам. дол. / т. φ 1220 – 980 ам. дол./ т.

Стойност на 1 МВт компресорен агрегат с мощност 6 МВт

Изхождайки от международната практика и отчитайки заплащането на труда в България за разчетите се приема средно 1 200 ам. долара / кВт инсталирана мощност.

5. Стойност на линеен кран

За прилаганите типоразмери стойността на линейните кранове са следните:

φ 500 мм / 20^с / - 52 000 ам.дол. / бр.

φ 700 мм / 28^с / - 78 000 ам.дол. / бр.

φ 1000 мм / 40^с / - 105 000 ам.дол. / бр.

φ 1200 мм / 48^с / - 140 000 ам.дол. / бр.

6. Срок на служба и амортизация на газопровода

Срок на служба на газопровода – 30 г.

Срок на амортизация:

- на линейната част – 25 г.

- на компресорните станции – 10 г.

7. Коефициент на пресмятане на инвестиционните фондове от капиталните вложения

На база разчетите е приет - 0,8

8. Данъци и налози в България

- за печалба - 40 %
- за нарастване на средствата за работната заплата - по скала
- вноски в съветите - 10 % от печалбата
- мелиорации - 2 % от печалбата
- за внос на оборудване - 17,5 %
- вноски в общественото обезпечаване - 35 % от средствата за заплати

- други - 18 % ДДС

9. Данъчни отстъпки в газовата промишленост за инвестиции, експлоатация и внос на оборудване

Данъчни отстъпки в газовата промишленост за инвестиции, експлоатация и внос на оборудване в България отсъстват.

* * *

Приложения:

Поради конфиденциалност на някои от материалите е приложен само списък:

1. Съглашение между Правителството на Народна Република България и Правителството на Съюза на Съветските Социалистически Републики за транзит през територията на Народна Република България на съветски природен газ в Турция и Гърция от 23 юли 1986 г.
2. Съглашение между правителството на Народна Република България и Правителството на Съюза на Съветските Социалистически Републики за сътрудничество в строителството на територия на Народна Република България на транзитния газопровод за подаване на природен газ от СССР в Република Гърция и в Социалистическа Федеративна Република Югославия, Москва август 1989 г.
3. Съглашение между Правителството на Р България и Правителството на Руската Федерация от 16 октомври 1994 г.
4. Протокол към Съглашението между Правителството на Народна Република България с Правителството на Съюза на Съветските Социалистически Републики за транзит през територията на НР България на съветски природен газ в Турция и Гърция от 23 юли 1986 г.
5. Протокол от преговорите на представителите на РАО „Газпром“, „Булгаргаз“ ЕАД и АО „Топенерджи“ по въпроса за разглеждане на „Концепцията за разширение на транзитните мощности на територията на България“, гр. София 5 – 10 февруари 1996 г.
6. Докладна записка до Изпълнителния директор на „Булгаргаз“ ЕАД Петър Събев от Зам. изпълнителния директор на „Булгаргаз“ ЕАД Иван Пейчев за утвърждаване на технико – икономическите разчети за перспективно развитие

на газопроводната система за подаване на природен газ от Русия в България, Турция, Гърция, Македония, Сърбия и Албания.

7. Анализ на функциониране на действащата транзитна газопроводна система на Р България.
8. Протокол на техническото съвещание на групите специалисти на „Булгаргаз“ ЕАД и РАО „Газпром“ от 1 – 6 ноември 1993 г., гр. София.
9. Протокол от преговорите на делегациите на РАО „Газпром“ и „Булгаргаз“, ЕАД по разработване на Концепцията за развитие на транзитните мощности на територията на България от 26 – 30 април 1994 г.

Приложение № 1 към протокола от 26 – 30 април 1994 г. : Обеми на работите и съдържание на Концепцията по развитие на транзитните мощности на територията на Р България;

Приложение № 2 към протокола от 26 – 30 април 1994 г. и протокола от 5 – 10 февруари 1996 г. : Матрица на разчетите на обемите на доставка на руски природен газ в Р България и другите страни;

Приложение № 3 към протокола от 26 -30 април 1994 г. и протокол от 5 -10 февруари 1996 г. : Основни варианти на параметрите на транзитния газопровод

10. **Информация** за изпълнение на строително – монтажните работи на обектите на „ Транзитния газопровод Гърция“ на участък „Ихтиман – Кулата“.
11. **Информация** за изпълнение на строително – монтажните работи на обектите на „ Транзитния газопровод Македония“
12. **Приложение №8** към протокола на преговорите между делегациите на РАО „Газпром“, „Топенерджи“ и „Булгаргаз“ ЕАД от 5 -10 февруари 1996 г. : График на работите по актуализация на Концепцията.
13. **Генерална схема** на транзитния газопровод за експорт на съветски природен газ в Турция, Гърция и СФРЮ.
14. **Приложение № 3** Схема на транзитния газопровод за Румъния, България, Турция, Гърция и Югославия. / Въвеждане на мощностите. /

*

*

*

Характеристика и перспективи за развитие на световния и европейски газов пазар

Характеристика на съществуващия световен газов пазар

Исторически погледнато, природният газ се търгува чрез дългосрочни договори (LTCs), които защитават доставчиците за дългосрочните инвестиционни решения и потребителите от внезапни скокове на цените, при което цената се определя чрез индексация на нефта т.е. газ към нефт ценообразуване / gas to petrol pricing/.

В Северна Америка, където местният газ се конкурира физически и финансово с търговските хъбове, цената бе исторически водена от механизмите на доставка и количествата природен газ т.е. газ към газ ценообразуване/gas to gas pricing/.

Европейските и азиатските пазари са характеризират с първоначална двустранно-олигополна структура на газопроводите, където цената на газа е свързана с цената на нефта, използвайки дългосрочни договори.

В Европа, ценообразуването газ към газ представлява само 7 % в тръбопроводната търговия в 2005 г., но по-късно е 62 % в тръбопроводната газова търговия и повече от 50 % в тръбопроводната и LNG търговията. Това се дължи най-вече на еволюцията на няколко ключови хъба в региона и пазарната интеграция, стимулирана от пазарните реформи през 90-те години, които позволиха конкуренция между производителите на природен газ и прозрачност на цените в ЕС.

В Азия, където природният газ е широко внасян като LNG, индексацията на петрола остава доминираща. Американските LNG контракти, които имат повече цени с формулата на индексирание по цените на Хенри хъб, сега рефлектират еквивалентно на 20 % от японския LNG внос, с ясно изразена тенденция на преход от традиционната индексация на нефт до хибридна индексация в Азиатския регион.

През 2010 г. краткосрочната търговия с втечен природен газ бързо се разраства, задвижвана най-вече от Азиатско-тихоокеанския регион, където търсенето за спот търговия с LNG се е утроило между 2010 и 2014 г. С прекомерно натоварен пазар и следователно с повишена ликвидност, краткосрочната търговия става по-малко рискована и по-атраaktivна възможност за потребителите, които са недоволни от сегашните си дългосрочни плащания. Големите потребители вероятно ще

обмислят дали да подновят (LTCs) контрактите или да лансират краткосрочни. По всичко личи, че настъпва ерата на спот пазарите.

Светът днес се намира пред нова конкурентна надпревара. В САЩ, Русия, Канада, Австралия и страните от Източна Африка вече започнаха експлоатация или предстои да бъдат разработени и да се внедрят проекти, свързани с а производство на LNG. Както е известно, по-голямата част от тях са насочени към Азия, където обикновено цените на този газ са с най-високи стойности. До 2025 г. намеренията на производителите от САЩ, Катар, Русия, Австралия, Оман и Африка са да предложат на пазара допълнително до 200 млрд. куб. метра LNG. Очакванията са, че световният газов пазар ще бъде пренаситен, вследствие на което ще възникне голяма конкуренция между играчите на пазара. Това ще доведе до рязка промяна на газовия пазар.

Приоритети в развитие на Единната Европейска газова система и националната газопроводна система на България

1. Систематично прилагане на съвременни технологични методи за инспекция, рехабилитация и мониторинг на газопроводите, предвид изтичане на физическия им срок на служба , с цел гарантиране цялостта на газопроводната система /метод на „Епокси“, „Стопел“, „Клок спринг“, лупинговане и др/.
2. Модернизация на съпътстващите съоръжения на газопроводите.
3. Изграждане на нови газопроводи и интерконекторни връзки, като част от процеса на глобалното интегриране на газовите пазари и в частност на газовите системи и пазара на газ на Европа.

Европа е най-големият междурегионален вносител на природен газ в 2014 г. с 236 b cm от други региони. Общото количество природен газ в Европа е 387 b cm. Повече от 60 % от всички импортиран газ идва от Русия и 73 % LNG – от Алжир и Катар /world energy council/. С поглед в бъдещето, евтиният LNG от САЩ и Австралия, може да наложе очакване за базова диверсификация на газовите доставки в Европа, а от там и до коренна промяна на целия пазар на газ.

Съгласно Регламента за изграждане на трансевропейска енергийна инфраструктура в рамките на проекта „Свързана Европа“ се предвижда разширяване и модернизация на

съществуващите и изграждане на нови газопроводи и реверсивни връзки с цел до 2020 г. да се създаде пълна междусистемна свързаност между 28 – те страни на Европейския Съюз за което ще бъдат вложени около 200 млрд. евро.

Всички новостроящи се газопроводи в Европа са подчинени на една обща стратегия, а именно повишаване на газовата сигурност чрез взаимна свързаност на националните газопроводни системи в единна европейска газова система и диверсификация на доставчиците на природен газ.

Изграждане на нови газопроводи от основно значение за Европа и България

Нови газопроводи от основно значение за Европа и България са:

От изток: - Южен газов коридор.

Само преди няколко години страните от Югоизточна Европа /ЮИЕ/ мислеха, че газовата им зависимост от един основен доставчик - „Газпром“ е свързана с новото газово находище в Каспийско море Шах-Денис – 2. Тази надежда роди сключването през 2013 г. на консорциум от няколко големи компании за разработка на втората фаза на Шах Денис – 2 и доведе до старта на стратегическия проект Южен Газов Коридор. По първоначален проект общата стойност на разработката и изграждането на съпътстващите преносни газопроводи и прилежащите съоръжения надхвърли 40 млрд.\$. Тези инвестиции трябваше да се възстановят от продажбите на природен газ на компании от Европейския Съюз при тогавашни цени около 400 \$/хил.куб.м.

Сега, при резкия пад на цената на нефта под 60 \$/барел, цената на газа падна под 200 \$/хил.куб.м.

Днес, при крайно променената ситуация на пазара на природен газ, рязко нарасна проектният риск за всички ангажирани във веригата на проекта. Въпросът наистина е много сериозен и изисква внимателна преоценка на ситуацията, но не загубване на надежда. По теорията на риска е важно да анализираме какво, къде и кога се случва за да направим верните изводи и приемем правилните решение с цел да минимизираме степента на риска.

Нека започнем по ред:

1. Газовите резерви за износ на пазарите на ЮИЕ и ЕС от Каспийско море са около 1 – 1,5 трлн.куб.м. и биха могли да позволят първоначален износ до 20 млрд.куб.м/год.

Предимства и недостатъци на Каспийския газ:

Към предимствата можем да отнесем опита на Държавната Нефтена Компания на Азербайджан - ГНКАР /SOCAR/; по-малката дълбочина на добивните сондажи – около 600 м. и сравнително голяма дължина на сухоземните трасета.

Към недостатъците – голямо разстояние от газонаходището до пазара на газ – около 2 500 км.

2. Газовите резерви в Източно Средиземноморие са около 2 трлн.куб.м и биха могли да позволят първоначален износ за Европа до 30 млрд.куб.м и в бъдеще до 100 млрд.куб.м/год. в т.ч. Израел, Палестина, Египет и Кипър.

Предимства и недостатъци на Източно Средиземноморския газ:

Към предимствата – по-големите залежи на газ и тяхната дисперсия.

Към недостатъците – голямата дълбочина на газодобивните сондажи от порядъка на 5 000 м. и голяма дължина на морските газопроводи.

Преносът на газ от месторождението до Европейския пазар, по море или като LNG, би струвал приблизително като Каспийския газ.

3. Допълнителни количества природен газ могат да дойдат от Иран по съществуващия газопровод Иран – Анкара с диаметър 1 200 мм. и капацитет до 14 млрд.куб.м, Туркменистан, Казахстан и Ирак.
4. Четвърти и сериозен източник на газ е LNG от Катар, Оман и Северна Африка.
5. Пети източник на газ, макар и не голям, е Черно море и сухоземната част на Румъния и България.

Следователно, общите газови резерви, посочени по-горе възлизат на около 40 млрд.куб.м/год.

Газовото потребление на страните от Балканския регион съставляват около 30 млрд.куб.м/год. в т.ч. България – около 3, Гърция – около 4, Румъния – около 20, Сърбия, Македония, Ч. гора и Хърватия – около 3.

Разликата от около 10 млрд.куб.м/год. ще бъде подадена от Южния Газов Коридор към Европейския пазар, както следва:

- Чрез интерконектора България – Румъния ще се захранят Румъния, Унгария, Австрия, Словакия и Украйна;
- Чрез интерконектора България – Сърбия ще се подаде газ за Хърватия и Унгария;
- Чрез натоварване на връзката България – Македония до 1 млрд.куб.м/год. ще се създаде възможност за захранване с газ на Косово и Албания.

В този анализ на ситуацията, не на последно място следва да отчетем и политическия риск.

Безспорна е ключовата роля на Турция при изграждане на регионалния газов хъб по Южния Газов Коридор. Турция вече встъпи в ролята си на ключов играч, а утре ще встъпи в ролята си на Главен диспечер при разпределяне на газовите потоци. За нас от особено значение ще бъде изработването, съгласуването и подписването на перфектни договори и Диспечерски Устав за управление на Южния Газов Коридор.

В същото време не трябва да се забравя и важната роля на Азербайджан и Грузия. Първата като източник на газа, а втората като транзитър.

Добрите съседски отношения на всички страни по трасето на Южен Газов Коридор трябва да бъдат на необходимото ниво. Следва да се помни, че политическата амбиция или недоволството на една от тях може да породи крайно неприятни последици за всички останали.

Дилемите сега са ТАНАП, Турски поток 2, Източно Средиземноморски поток или нов Черноморски поток.

Изграждане на нови газопроводи от основно значение

Транскаспийски газопровод /ТКР/ по дъното на Каспийско море с капацитет до $Q = 30$ млрд.куб.м./г. от Туркменистан и Казахстан , към които ще се добавят до 16 млрд.куб.м от Азербайджан.

Южнокавказки газопровод /SKP/ Баку – Тбилиси – Турция /граница /.

Трансанадолския газопровод /TANAP/ с дължина от турската граница до гръцката граница около $L = 2000$ км., капацитет до $Q = 16$ млрд.куб.м и цена около 7 млрд. дол.

Газопровод Гърция – Италия /ITGI/ Комотини – Отранто с дължина около $L = 800$ км., цена около 1 млрд. евро за директна доставка на количество $Q = 8$ млрд.куб.м./г.

Йонийски газопровод с капацитет до $Q = 5$ млрд.куб.м/г. за Черна гора, Босна и херциговена и Хърватска.

Трансадриатически газопровод /TAP/ Гърция – Албания- Италия, който се явява стратегически за транспорт на природен газ от Каспийския регион до Европа.

Връзката Александруполис – Комотини ще позволи към южния газов коридор да се добавят до 3 млрд.куб.м газ от LNG терминала в Александруполис.

Газопровод Комотини – Ст. Загора с дължина 185 км., диаметър 700 мм., обем до 14 млн.куб.м/ден ($Q = 1,5$ до 3 млрд.куб.м/г) и срок на завършване 2015 г.;

Газопровод Европейска Турция - Ямбол с дължина 200 км. и реверсивен обем до 9 – 15 млн.куб.м/ден ;

Газопровод Русе – Гюргево с дължина 25 км., диаметър 2 x 500 мм. и количество 1,5 млрд.куб.м/г. със срок на завършване 2014 г.

Газопровод Провадия – Сръбска граница /Зайчар/ Ду 1200 и L= 480 км., P = 70 бар и Q=16 млрд.куб.м/г.

Газопровод София – Ниш с дължина 150 км., обем до 5 млн.куб.м/ден и срок на завършване 2015 г. ;

За реализацията на междусистемните връзки ЕК е осигурила 6 млрд. евра.

България сериозно изостава от сроковете в проекта.

Предвид изложеното се налага извода, че единствената възможност да се изпълни задачата е срочното изграждане на интерконекторите, защото са неотделима част от проект „Свързана Европа“.

От Юг: Транссахарски коридор

Транс-сахарски газопровод /TSP/ от Нигерия до Алжир. От тук той преминава в газопровод Алжир – Южна Италия /GALSI/ за да достави природен газ от Нигерия през Алжир и Сардиния до Северна Италия и Европа.

От Север: Газов коридор Север – Юг

Газов коридор Север – Юг ще свърже газопреносните системи на Централна, Източна и Югоизточна Европа а именно Полша, Чехия, Словакия, Унгария, Хърватия, Румъния,

България, Сърбия и Гърция и ще даде възможност до 2 млрд.куб.м газ да бъде подаден за България.

Газопровод Дания – Полша и газопровод Финландия – Естония ще позволят доставка на газ от Северно море до Прибалтика и Полша.

Балкански Газов Хъб.

Създаване на Балкански газов хъб е една добра перспектива за България, която има потенциал за това по няколко причини:

- притежаваме две добре изградени газопреносни системи: една газопреносна система за внос на газ от пръстеновиден тип и една транзитна газопреносна система. Те са взаимосвързани помежду си и имат с общ капацитет 26 млрд.куб;.м/г. Проектирането и изграждането на газопреносните системи бе ръководено и се осъществи от високо квалифицирани специалисти, със завършено висше образование в областта на газовата индустрия, с богат организационен и управленски опит, придобит на конкретните обекти на газовата промишленост на България.

-измерването на количествата и контролът на качеството на газа в приемо-предавателните пунктове се извършва в съответствие с Международния стандарт ISO 5167 и AGA NX 19.

- в качество на търговска система се използва електронна система за отчитане на газа с флоу компютър тип „Daniel“ и мастер компютър тип „НР“с висок клас на точност. Получените данни за количествата и качествата на газа се визуализират на екран и се предават „он лайн“ в Главния Диспечерски Център /ГДЦ/.

- управлението на газопреносните системи се извършва централизирано от ГДЦ–София. ГДЦ-София е свързан с Диспечерските центрове на страните партньори по Балканския транзитен газопровод.

- притежаваме добре разработено подземно газово хранилище /ПГХ/ Чирен с общ капацитет 1,2 млрд.куб.м, което е важен елемент на националната ни газопреносна система. Подземното хранилище позволява, от една страна, да покрием сезонната неравномерност в потреблението на газ, а от друга страна, да се справим при ситуации на спиране на газа от външния доставчик или при аварийни ситуации.

- предстои изграждане на интерконекторна връзка с Румъния, Гърция и Сърбия, което ще повиши надеждността на доставките на газ.

Проектът Балкански Газов Хъб е комплексна газова инфраструктура, която е добре да включва: собствено газовия хъб, модернизация на съществуващите газови системи, изграждане на нови газопроводи за захранване от различни източници на газ в т.ч. терминал за втечен газ и подземно газово хранилище. Очакваната обща стойност би съставила няколко млрд. евра. Това, разбира се, не е по силите на България и ние се надяваме, че ЕС не само ще подкрепи идеята ни за проекта при спазване на Европейското законодателство, но и ще прояви солидарност при неговото инвестиране.

Предстои изграждане на Южния Газов Коридор с което ще се създаде реална възможност за строителство на Балканския Газов Хъб и превръщане на България в ключов играч на Единната Европейска Газова Система.

Газовият хъб може да се захранва от няколко различни източника на газ: азербайджански, туркменски, ирански – по Южния газов коридор; руски – по газопровод по дъното на Черно море; средиземноморски; и от местен и румънски газ.

Като вариант на подземно газово хранилище /ПГХ/ отначало може да се използва ПГХ Чирен. В перспектива следва да се лансира идеята за изграждане на ПГХ в изтощеното газово находище Галата с капацитет 800 млн.куб.м, при минимални инвестиции, като се използва съществуващата инфраструктура – компресорна станция, платформа, свързващи газопроводи и др.

Тенденции на световния газов пазар:

Основни тенденции на световния газов пазар са:

1. Рязък ръст на количеството и на играчите на пазара.
2. Преминаване ерата на дългосрочните договори (LTCs).
3. Намаляване на количествата природен газ, транспортиран по тръбопроводи.
4. Нарастване на количествата на спотовата търговия в т.ч. на LNG.
5. Пускане в близките години в действие на нови големи проекти за производство на LNG.
6. Нарастване на конкуренцията между играчите на пазара.
7. Ход на цените на газа трайно надолу.
8. Ръст на трансграничната газова инфраструктура в Европа.

9. Намаляване на зависимостта на Европа и особено България от един основен външен доставчик.
10. Нарастване свободата на търгуване, увеличаване сигурността на доставките, намаляване цената на газа и подобряване на екологията в страните от ЕС.
11. Нарастване проучването на неконвенционални находища на природен газ.
12. Нарастване на диверсификацията на доставки на природен газ.
13. Нарастване на ролята на природния газ в глобалния енергиен микс. По данни на „bp Global“ глобалният добив на природен газ е 3 552 млрд. куб. м, което го нарежда на трето място с влияние 24 % от глобалната първична енергия и второ място с 22 % в генериране на енергия.

Идея за изграждане на терминал за втечен природен газ /LNG/ на черноморския бряг на България

Състояние на световния пазар на LNG.

Първият търговски транспорт на LNG се е състоял през далечната 1965 г., но за глобалност на производството на втечен природен газ започва да се говори едва в началото на 90 – те години. От този момент световната търговия на втечен природен газ /ВПГ/ ежегодно нараства с 5 – 10 %, а по темпове на ръста на потребление ВПГ силно надминава традиционните енергоносители и започва да се превръща във все по-сериозен конкурент на тръбопроводния газ.

Към настоящия момент почти една четвърт от международната търговия с газ се осъществява чрез доставка във вид на ВПГ. През 2030 г. производството на ВПГ се очаква да представлява една трета от общия обем на търговията с природен газ в света.

Терминалите за ВПГ са важни инструменти за диверсификация на доставчиците на природен газ, а от там за повишаване на енергийната сигурност, конкуренцията и като следствие понижаване на цената и повишаване на гъвкавостта на пазара.

В Европейския Съюз функционират 19 терминала в Испания, Франция, Италия, Холандия и Белгия. В процес на изграждане са 6 броя – по 1 брой в Италия, Франция и Полша и 3 броя в Испания.

Сега в нашия регион действат три терминала: два в Турция – Мармара Ереглиси и Алиага и един в Гърция – Ревитуоса с общ капацитет около 17 млрд.куб.м и служат за

задоволяване на вътрешните потребности. Новите терминали са: Кърк в Хърватия, Александруполис в Гърция, Констанца в Румъния и Сарос в Европейска Турция/6 млрд.куб.м ВПП/.

Къде сме ние? Към момента на българския пазар отсъства втечен природен газ. Предвид изложеното се ражда примамливата идея за изграждане на терминал за втечен природен газ /LNG/ на черноморския бряг на България. Имайки предвид изградената вече газопроводна система, местоположението на терминала би могло да бъде ситуирано в района на гр. Варна или в района на гр. Бургас. При определяне на инвестициите са използвани проектни данни за стойността на строителството в различни региони на света: Европа, Америка, Азия. На база обща стойност и капацитет на терминалите е определена средна относителна стойност по капацитет, изразена в \$/куб.ф/ ден или в \$/куб.м/ ден. Следователно, инвестициите за изграждане на терминал в България с капацитет по II вариант 1,7 млрд. куб.м/год. ще бъдат 132 млн. \$ /разработени са 4 варианта/. Сравнителната оценка на инвестициите за проектни терминали в Гърция, Англия, САЩ и Канада със същия капацитет сочи, че общата стойност би възлязла на 184 млн. \$. Следователно, общите инвестиции за изграждане на терминала са 132 – 184 млн. \$. Цената на танкерите за LNG са високи с тенденция към спадане. Поради висока стойност на метановозите би могло да се наеме танкер. Наемането на танкер /required freight rate – RFR/ зависи от скоростта на движение – 17, 19, 21, 23, 25 възела. Стойността на фрахтовката на танкер за денонощие се движи от 23 хил.\$ до около 72 хил.\$ в зависимост от скоростта и обема.

Цените на европейския пазар на ВПП и тези на тръбопреносния транспорт са съпоставими.

Както бе отбелязано в раздела за тенденциите за развитие на световния газов пазар, бурно развиващият се пазар в близко бъдеще ще претърпи сериозни изменения, като значително ще нарастват обемите на спотовата търговия на LNG, осъществявана на краткосрочна основа и в пазарни условия, подобно на това, както сега става с нефта, торовете, пшеницата и металите.

В светлината на горното за България би било добре да изгради един терминал LNG / по възможност плаващ /, който би я наредил в редиците на модерните балкански газови страни. И нещо не по-малко важно – LNG терминалът би се интегрирал добре с Балканския газов хъб.

Шистов газ

Шистовият газ днес се счита за най-важния фактор за бъдещите промени в картата на газовата индустрия, в това число и на геополитическата карта. Неговото присъствие вече се сравнява с революция, тъй като внедряването му е свързано с намаление на цените за производство и потребление. За начало на тази революция се счита, както е добре известно, откритото в края на 90 –те години находище Барнет, Северен Тексас . Благодарение на шистовия газ след 20 години САЩ застава пред Русия и страните от Близкия Изток и е вече начело на производството на природен газ. Рекорден минимум от 72 \$/ 1000 куб.м достигна цената на природния газ в САЩ. Пазарът на страната е изцяло доволен и се планира да бъдат построени терминали за ВПГ /втечен природен газ/ с капацитет около 140 млрд.куб.м/г. за износ. Това ще доведе до промяна на цената на газа в света.

Поради продължителния период на проучване на шистовите формирования и специалната технология, засега добивът се води основно в САЩ. От общия добив на природен газ в САЩ, частта на шистовия газ съставлява около 40 %. Поради ниската цена общото потребление на природен газ в САЩ надхвърли 700 млрд.куб.м / 712 млрд.куб.м от които 272 шистов газ в 2013 г./ . Налице е вече трайна тенденция към увеличаване на потреблението на газ в страната. Затварят се ядрени централи и централи на въглища и се изграждат десетки нови електроцентрали на природен газ с цел преминаване към екологично по-чисто гориво и икономически по-рентабилно производство.

От изследванията на Американската агенция по енергетика е известно, че находищата на шистов газ в света са 34 % от находищата на природен газ и възлизат на 206 000 млрд.куб.м. Счита се, че са неизчерпаеми до края на века. По данни от изследванията с най-големи ресурси на шистов газ са САЩ /33 000 млрд.куб.м/, Китай /32 000 млрд.куб.м/, Аржентина, Алжир, Канада, Мексико, Австралия, Ю. Африка, Русия и Бразилия.

В Европа предполагаемите находища на шистов газ в млрд.куб.м , както е известно, са в: Полша-4 200, Франция-3 800, Украйна-3 600, Румъния-1 440, Дания-900, Великобритания-740, Холандия-735, Германия-480, България-480, Швеция-280 и Испания-230.

Сега производители на шистов газ са само САЩ и Канада.

В Източна Европа проучване на шистов газ се провеждат в Полша, Украйна и Румъния от фирмите „Шел“, „Шеврон“, „Ексон мобайл“ и др.

Находищата на шистов газ в България са разположени в Северна България. Проучва се блок Ловеч от компанията „Direct Petroleum Bulgaria“. Започнати са проучвания в находище Койнаре. Там е извършен сондаж Р-1 – Девенци с оценка 13,7 млрд.куб.м. Блок Н. Пазар е с площ 440 кв.км. Независимо от наличието на сключен договор с компанията „Шеврон“ за извършване на 5-годишни проучвания на шистов газ, през м. Януари 2012 г. Народното събрание постанови мораториум, който засягаше и самите проучвания и добива на шистов газ на цялата територия на България. В резултат на мораториума договорът не влезе в сила. Чрез Мораториума стана невъзможно да бъдат определени количествата шистов газ, намиращ се в подземните недра на страната. Преустанови се възможността от разкриване на алтернатива пред българската енергийна независимост, която би допринесла и за значително намаляване на цената на газа на българския пазар, респективно възползването на потребителите и икономиката от по евтин газ.

Два екологични проблема се поставят на кантар – първият, свързан с метода на сондиране, а вторият със замърсеността на въздуха от масово неизползване на природен газ за отопление и за подобряване на екологичната среда /битовата газификация на България е 5 %/. Компанията „Шеврон“ даде гаранции, че през целия проучвателен период от 5 до 10 г. няма да бъде използван методът на хидрофракнинг, но това не промени решението на народните представители.

Основният мотив, че новият метод на сондиране „хидрофракнинг“ ще се отрази зле върху водните ресурси и обработваемата почва не почива на научна основа, тъй като почвата е на повърхността, водните залежи са на няколко стотин метра, а газовите залежи са на няколко хиляди метра. Нека да напомня, че всички разработени до сега газови и нефтени залежи се намират в същата тази Северна България и не са се отразили зле върху водните ресурси и обработваемата почва. Напротив, само са обогатили страната ни и българите. Ако се отиде в Кувейт ще се види, че сондажите се намират в дворовете на хората. Не случайно там има толкова много милионери, а здравеопазването, почивката и образованието, както е добре известно, са безплатни.

В спора „за“ или „против“ шистовия газ трябва да се знае, че важното в случая е:

1. Да не се смесва проучването с добива.

2. Страничното въздействие върху водата и почвата при сондиране се определя главно от добрата перфорация и циментация на сондажната колона, която може да се контролира.
3. В съвременния свят технологиите се развиват много бързо и трябва да се подхожда гъвкаво, за да се отговори на предизвикателствата на времето.
4. Степента на риска е управляема и иновативната технология следва да се приеме.

Противното е голяма доза популизъм и робуване на корпоративни и геополитически интереси.

* инж. Иван Пейчев. Концепцията за развитието на газопреносните транзитни мощности е разработена на базата на взаимна договореност между „Булгаргаз „ЕАД и РАО „Газпром" през 1996 г. от инж. Иван Пейчев, зам. изпълнителен директор на „Булгаргаз „ЕАД по това време и визира периода 1996 - 2010 г.

Отвъд автентичния и текст са включени вижданията на автора за бъдещите развития на процесите.

Освен като исторически автентичен документ към концепцията са допълнени вижданията на автора за бъдещо развитие на газовата промишленост, която рефлектира върху поредица от социално значими процеси и теми: екология, диверсификация, двустранни отношения, правене на политики; демокрация на участието, популизъм, и пр. – все теми, с които постмодерният свят е силно ангажиран.